

DOI: 10.17353/2070-5379/40_2023

УДК 553.98.042:[005.52:005.334](571.122)

Оксенойд Е.Е., Поповская В.Г., Сидоров А.А., Демичев П.С.АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» (АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»), Тюмень, Россия, oksenoyd@crru.ru, popovskaya@crru.ru, darth@crru.ru, demichevps@yandex.ru**Халилов С.А.**ООО «Газпромнефть-Хантос», Ханты-Мансийск, Россия, halilovsalavat@icloud.com

ОЦЕНКА РЕСУРСОВ НЕФТИ И РАНЖИРОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ УЧАСТКОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ С УЧЕТОМ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ И НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ

При оценке вероятности геологического успеха для традиционной нефтяной системы, как правило, используется пятифакторная модель. В применении к нетрадиционному коллектору баженовской свиты количество факторов может быть сведено к трем. Для района южной части Приобского месторождения рассмотрены основные риски, возникающие при моделировании нетрадиционной углеводородной системы баженовской свиты. Для оконтуривания перспективных зон выбраны параметры, по которым построены схемы рисков. Выполнена оценка ресурсов нефти выделенных локальных объектов баженовско-абалакского комплекса детерминированным и вероятностным способами. Полученная детерминированная оценка близка по значению к оптимистичной вероятностной оценке. Для ранжирования перспективных участков использованы вероятностная оценка ресурсов и величина ее неопределенности, а также вероятность геологического успеха.

Ключевые слова: геологический риск, углеводородная система, баженовская свита, геологическая неопределенность, вероятностная оценка, ранжирование перспективных участков.

Целью исследования является выделение перспективных участков для получения притоков нефти из отложений баженовской свиты на территории Приобского южного лицензионного участка (ЛУ) и ранжирование их по степени перспективности с учетом геологических рисков и неопределенностей.

Для выделения зон и участков перспективных для обнаружения скоплений углеводородов (УВ) в баженовско-абалакских отложениях использованы результаты интерпретации сейсмических и каротажных данных, лабораторных исследований керна и результатов испытаний скважин. В основу прогноза продуктивности положены результаты построения цифровой модели УВ-системы в границах полигона площадью более 2000 км², включающего территорию Приобского, Приразломного и ряда других нефтяных месторождений, открытых в Приобском и Салымском нефтегазоносных районах (НГР) Фроловской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. При построении модели УВ-системы учтены данные исследований керна по 11 скважинам

(рис. 1). Комплекс лабораторных анализов керна из баженовских пород включал определения содержания естественных радиоактивных элементов, рентгенофлуоресцентный анализ, пиролиз, фильтрационно-емкостных свойств и другие исследования. Дополнительно использовались данные пиролиза еще по 14 скважинам, пробуренным на соседних площадях (см. рис. 1).

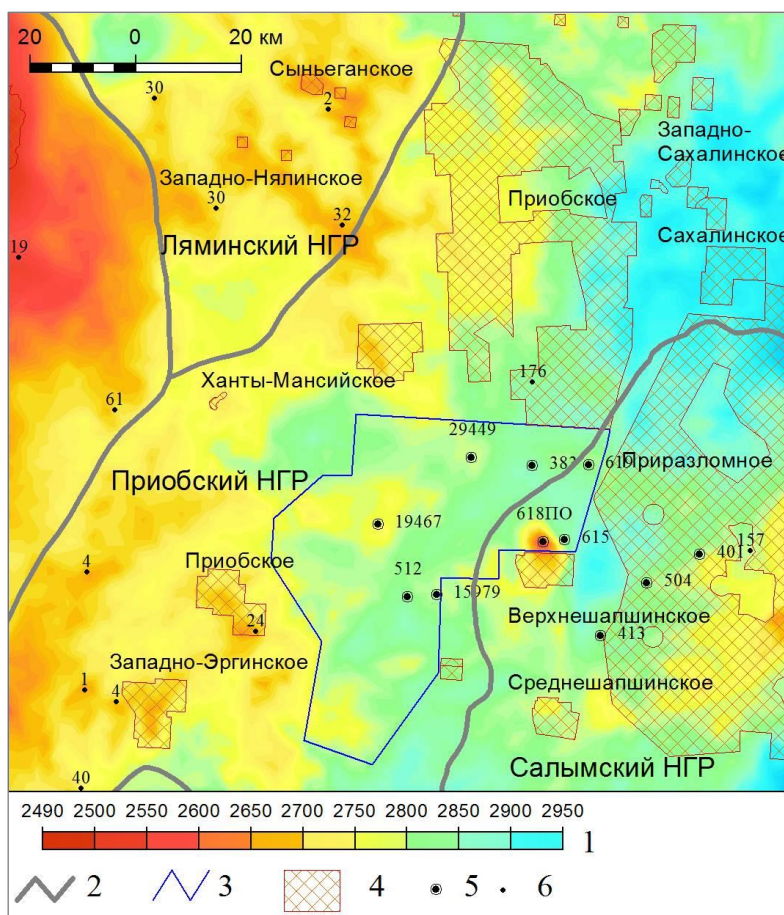


Рис. 1. Район исследований

1 - абсолютные глубины кровли баженовской свиты, м; 2 - границы НГР; 3 - граница Приобского южного ЛУ; 4 - залежи нефти в баженовской свите; 5 - скважина с комплексом лабораторных анализов; 6 - скважина с данными пиролиза.

Поиск скопления УВ неразрывно связан с понятием геологического успеха. В работе [Роуз, 2011] утверждается, что фундаментальной основой для использования геологических признаков при оценке вероятности геологического успеха является парадигма о необходимости удовлетворения трех требований для образования скопления УВ: наличие коллектора, УВ и покрышки. В опубликованной в 1987 г. статье [Нестеров и др., 1987] приводится выражение:

$$P_{\text{л}} = P_{\text{с}} P_{\text{п}} P_{\text{к}} \quad (1),$$

где $P_{\text{л}}$ - вероятность подтверждения ловушки, $P_{\text{с}}$ - вероятность наличия замкнутой структурной формы, $P_{\text{п}}$ - вероятность существования в пределах нефтесбора надежной

покрышки, P_k - вероятность наличия коллектора в оцениваемом резервуаре.

В монографии «Анализ рисков и управление нефтегазопроисковыми проектами» рекомендуется использование системы оценки рисков из пяти факторов, каждый из которых, в свою очередь, может подразделяться на ряд субфакторов [Роуз, 2011]. Пятифакторная система учитывает риски, связанные с характеристиками нефтегазоматеринской породы, миграции УВ, коллектора, структурного и/или стратиграфического замыкания ловушки, сохранности УВ в ловушке.

Необходимо отметить, что парадигма об образовании скоплений УВ разработана для традиционной УВ-системы, в которой нефтематеринская порода и скопление УВ не являются одним и тем же объектом и дистанцированы друг от друга.

Ниже рассмотрены факторы системы оценки рисков в применении к исследуемому объекту - пласту Ю₀ баженовской свиты в пограничной зоне Приобского и Салымского НГР.

Свойства нефтематеринской породы. Органическое вещество (ОВ) баженовской свиты в районе исследований может быть отнесено ко II типу керогена (рис. 2), по степени катагенетической зрелости находится в главной зоне нефтеобразования. Средние по скважинам значения пиролитического параметра T_{max} изменяются от 439 до 446°C, что соответствует градации катагенеза MK_1^2 [Лопатин, Емец, 1987]. Это совпадает с уровнем зрелости ОВ, определенным по витриниту: значения R_0 , установленные по керновому материалу, отобранному из трех скважин Приобской площади с глубин от 2845 до 2928 м, изменяются от 0,76 до 0,8%. Часть образцов по скв. 618 характеризуется низкими значениями обоих параметров. Данные пробы представлены доломитовыми известняками, содержащими миграционные УВ, что ведет к занижению величины T_{max} .

В результате выполнения работ по бассейновому моделированию установлено, что коэффициент трансформации ОВ на рассматриваемой территории определяется в основном температурными условиями. Рассчитанный коэффициент трансформации ОВ на большей части Приобского южного ЛУ составил 0,45; в областях с современными пластовыми температурами баженовской свиты (105-110°C) его значение возрастает до 0,6-0,7. Плотность генерации УВ в пределах большей части ЛУ варьирует от 1500 до 2000 тыс. т/км², достигая в северо-восточной части ЛУ величины 3000-4500 тыс. т/км² за счет более высокого содержания Сорг и повышенных пластовых температур.

Таким образом, с точки зрения свойств нефтегазоматеринской породы и с учетом термического режима рассматриваемая территория находится в благоприятных условиях для образования скоплений УВ. Отложения развиты на всей территории Приобского южного ЛУ, толщина их в основном варьирует в диапазоне 35-45 м, средние по свите содержания Сорг в границах ЛУ преимущественно находятся в диапазоне 6-10%. Термическая зрелость

соответствует градации катагенеза МК₁².

Второй фактор риска - вероятность миграции УВ к месту ловушки - для нетрадиционной УВ-системы не актуален, поскольку УВ находятся *in situ*.

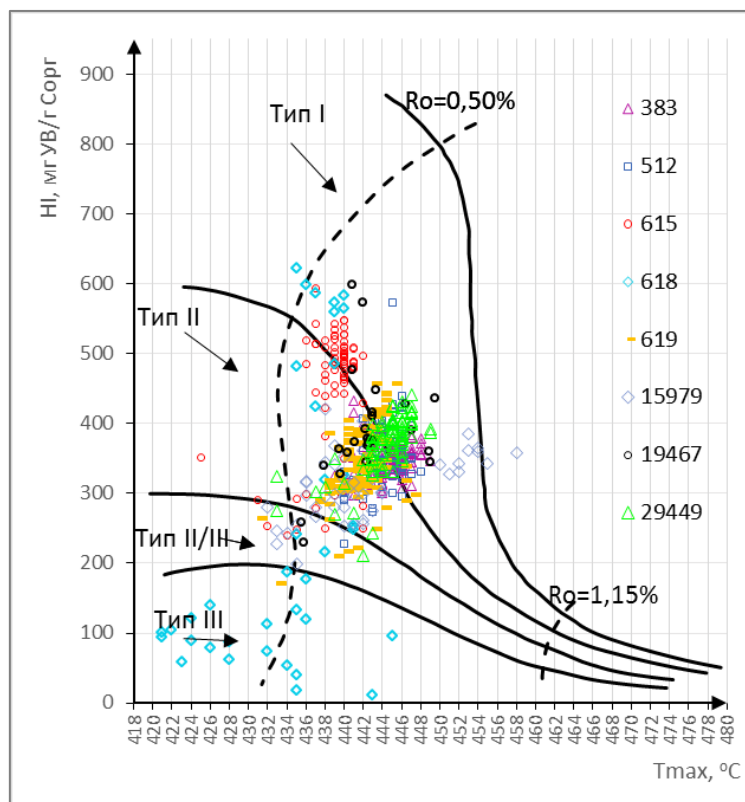


Рис. 2. Псевдодиаграмма Ван Кревелена по образцам керн из баженовской свиты из скважин, пробуренных на Приобском южном лицензионном участке

Баженовско-абалакский комплекс как резервуар УВ. На рис. 3 представлено расчленение разреза баженовско-абалакских отложений по скважине, пробуренной в северо-восточной части Приобского южного ЛУ, на пачки по схеме, разработанной в НАЦ РН Е.В. Олейник [Олейник, Оксенойд, 2015; Волков и др., 2016]. В разрезе абалакской свиты выделены пачки 1-5, баженовского горизонта - пачки 6-10. Пачки 2 и 4 абалакской свиты содержат прослой глинисто-карбонатных пород, рассматриваемых в качестве потенциальных коллекторов, т.к. для них характерно развитие трещин, а значит, и наличие емкостного пространства, способного содержать подвижные УВ. Основным нефтесодержащим объектом абалакской свиты является выделяемый в кровле свиты пласт Ю₁ толщиной до 1-2 м, представленный трещиноватым, кавернозным известняком. На ряде месторождений пласт разрабатывается; на Красноленинском месторождении накопленная добыча из пласта ЮК₁ на 01.01.2021 г. превысила 8,8 млн. т.

В баженовской свите потенциально перспективными являются прослой кремнистых, карбонатизированных и карбонатных пород, которые, по большей части, приурочены к

пачкам 7 и 9. Эти плотные литологические различия встречаются и в других частях разреза. Суммарная толщина этих пропластков при вероятностной оценке ресурсов рассматривалась как характеристика «снизу» емкостного пространства баженовско-абалакского нефтегазоносного комплекса.

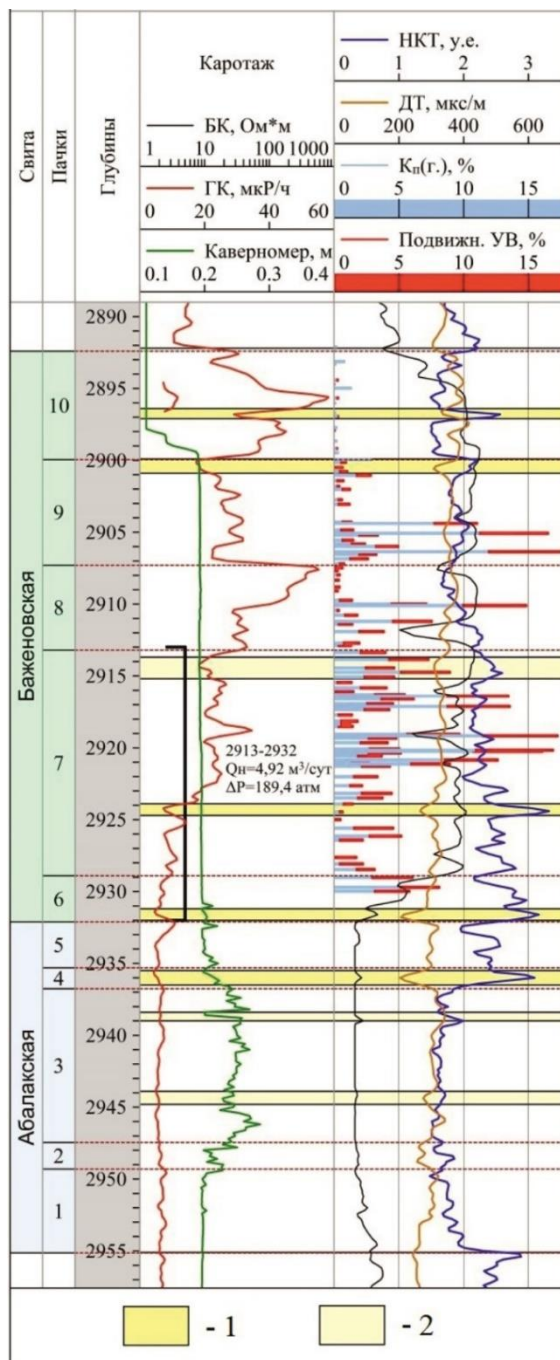


Рис. 3. Геолого-геофизический планшет баженовско-абалакских отложений одной из скважин Приобской площади

1 - плотные прослои, выделенные по данным геофизических исследований скважин; 2 - уплотненные прослои, выделенные по данным геофизических исследований скважин.

Для оценки количества подвижной нефти, содержащейся в баженовской свите, использовалась методика А.Д. Алексева [Алексеев, 2022]. Проведен расчет подвижной

составляющей, сохраненной в керне нефти ($\Delta\varphi^{\text{подв}}_{\text{н. сохр}}$) по пиролитическому параметру S_1 (содержание жидких УВ). Для каждой скважины построена линия тренда $f(\text{Сорг})$, отражающая «нормальное» значение S_1 для данной величины Сорг в конкретной скважине. Принято, что те образцы, которые расположены на графиках над линией тренда, содержат некоторое количество подвижных УВ, которое можно определить, вычтя из измеренного значения S_1 его «нормальное» значение. Значение ΔS_1 переведено из массовых долей в объемные по формуле:

$$\Delta\varphi^{\text{подв}}_{\text{н. сохр}} \% \text{ об.} = \frac{\Delta S_1}{10} \frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{н}}} \quad (2),$$

где $\rho_{\text{п}}$ – объемная плотность образца, $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти в г/см³.

Полученная величина $\Delta\varphi^{\text{подв}}_{\text{н. сохр}}$ просуммирована с открытой пористостью до экстракции по гелию ($K_{\text{п}}(\text{г.})$). Так рассчитан параметр «количество подвижных УВ». На рис. 3 показано распределение этих двух параметров по разрезу скважины: открытой пористости до экстракции по гелию и подвижных УВ. Пробы с содержанием подвижных УВ более 5% чаще встречаются в пачках 7 и 9.

Распределение по исследуемой территории плотности содержания жидких УВ в баженовской свите рассчитано двумя способами: объемным методом и по пиролитическому параметру S_1 . Объемный метод учитывал толщину баженовской свиты, пористость, плотность нефти в пластовых условиях и коэффициент нефтенасыщенности. Последний, в свою очередь, определялся с учетом объема генерации, коэффициента трансформации ОВ и толщины верхнего флюидоупора – подачимовских глин. Полученная карта плотности содержания УВ верифицирована сопоставлением с картой плотности содержания УВ, рассчитанной по пиролитическому параметру S_1 .

В границах Приобского южного ЛУ концентрация жидких УВ в баженовской свите меняется от 200 до 800 тыс. т/км² при среднем значении 510 тыс. т/км² по объемному методу и 488 тыс. т/км² – по пиролитическому параметру S_1 . Общая масса жидких УВ в баженовской свите в границах участка оценена в 1155 и 1105 млн. т, соответственно.

Таким образом, рассматриваемая территория с точки зрения содержания баженовской свитой жидких УВ находится в благоприятных условиях.

В 14 скважинах, пробуренных в границах Приобского южного ЛУ, проведено опробование баженовско-абалакских отложений. Промышленные притоки из пласта Ю₀ получены в скважинах 619 и 618. В скв. 619 при перфорации пласта Ю₀ приток нефти составил 4,92 м³/сут. В скв. 618 после гидравлического разрыва пласта (ГРП) получен промышленный приток нефти дебитом 14 т/сут. Непромышленные притоки нефти после проведения ГРП получены еще в четырех скважинах.

Средние значения проницаемости по гелию образцов из пачек 7 и 9 баженовской свиты по скважинам, пробуренным на Приобском южном ЛУ (данные по 7 скважинам), изменяются в диапазоне 0,01-0,1 мД, и лишь в скв. Приобская 618 средняя проницаемость пачки 9 составила 1,1 мД. Такие низкие значения свидетельствуют о том, что именно величина проницаемости является существенным фактором, определяющим вероятность геологического успеха для баженовской свиты.

Четвертый фактор риска - вероятность структурного и/или стратиграфического замыкания ловушки. Р. Роуз Питер рассматривает два субфактора: во-первых, замыкание существует, и объем УВ в ловушке достаточен для получения притока, и, во-вторых, геологи уверены в способности выявить и оконтурить ловушку с использованием имеющихся геолого-технологических методов [Роуз, 2011]. Первый субфактор для нетрадиционной УВ-системы не актуален, поскольку УВ находятся *in situ* и образуют непрерывные скопления, а не мигрируют по разрезу и затем аккумулируются в ловушках. Что касается второго субфактора, если его рассматривать как способность оконтурить sweet spot, то, по мнению авторов, надежных геолого-технологических методов на сегодня не существует. С другой стороны, сам термин «геолого-технологический» позволяет отнести его на счет технологических, а не геологических рисков.

Пятый фактор риска - сохранность УВ, обеспечиваемая изоляцией коллектора. Покрышкой баженовско-абалакского комплекса являются глинистые отложения подачимовской пачки. Толщины ее в пределах Приобского южного ЛУ изменяются от 10 до 60 м. Нижний флюидоупор представлен глинистыми отложениями подошвенной части абалакской свиты толщиной 5-15 м. Таким образом, с точки зрения сохранности рассматриваемая территория находится в благоприятных условиях для формирования скоплений УВ.

Следовательно, в данном случае для нетрадиционного скопления УВ в баженовской свите из пяти факторов риска можно считать актуальными три, касающиеся свойств нефтематеринской породы, коллектора и сохранности, т.е. вероятность геологического успеха P_g можно определить по формуле:

$$P_g = P_{НМП} P_K P_C \quad (3),$$

где $P_{НМП}$ - вероятность кондиционной (продуцирующей УВ материнской породы), P_K - вероятность наличия коллектора, способного содержать и отдавать УВ, P_C - вероятность сохранности скопления УВ.

В патенте на изобретение «Способ поиска залежей углеводородов в нетрадиционных коллекторах баженовской свиты» ООО «Газпромнефть НТЦ» А.А. Вашкевича с соавторами предложено оценивать геологический коэффициент успешности для нетрадиционных

коллекторов по следующей формуле [Способ поиска залежей..., 2016]:

$$\text{Cos}=[(A1\cup A2)*(B1\cap B2)]*C*(D1\cup D2)*(E1\cup E2) \quad (4),$$

где $(A1\cup A2)$ - площадь залежи, состоящая из площади отрицательной гравиметрической и магнитометрической аномалии или площади выклинивания радомской свиты; $(B1\cap B2)$ - вероятность существования коллекторов с органической и минеральной пористостью; C - вероятность существования нефтематеринских пород, характеризующая содержание OB ; $(D1\cup D2)$ - вероятность образования покрышек (зоны разгрузки) выше или ниже по разрезу; $(E1\cup E2)$ - вероятность наличия подвижного флюида, которая описывается зрелостью OB или температурными аномалиями; \cup - объединение, выполняется хотя бы одно условие; \cap - пересечение, выполняются оба условия одновременно.

Сопоставление с пятифакторной моделью приводит к соотнесению группы параметров A и B вкуче с фактором E - со свойствами коллектора, D - с сохранностью, C - со свойствами НМП.

Таким образом, можно сказать, что в случае нетрадиционного коллектора необходимо вернуться к упомянутой в начале статьи парадигме о необходимости удовлетворения трех требований для образования скоплений $УВ$: наличие коллектора, $УВ$, покрышки. Это демонстрирует предложенная авторами формула (3), к этому сводится и предложенная в патенте формула (4) [Способ поиска залежей..., 2016].

Выбор факторов, определяющих локализацию перспективных зон, основывался на анализе выявленной нефтеносности баженовской свиты на исследуемой территории. Наиболее часто в качестве благоприятных для естественной продуктивности условий рассматриваются пластовая температура (более $90-100^{\circ}C$), содержание органического углерода (не менее 7%), толщины верхнего и нижнего флюидоупоров (не менее 5 м). Перечисленные факторы задействованы в бассейновой модели при расчете генерации и эмиграции $УВ$.

Сопоставление модели $УВ$ -системы и установленной нефтеносности баженовской свиты на исследуемой территории выявило целесообразность выделения двух перспективных зон (Высокоостровная и Верхнешапшинская) с разным набором определяющих локализацию ресурсов факторов.

Для локализации перспективных участков в Высокоостровной зоне выбраны два параметра: плотность содержания жидких $УВ$ и органическая пористость верхней толщи $БС$, построены схемы рисков.

На рис. 4А показана карта распределения плотности содержания жидких $УВ$, рассчитанная по большой выборке скважин с определениями содержания $Сорг$ как по пиролитическим, так и по каротажным данным.

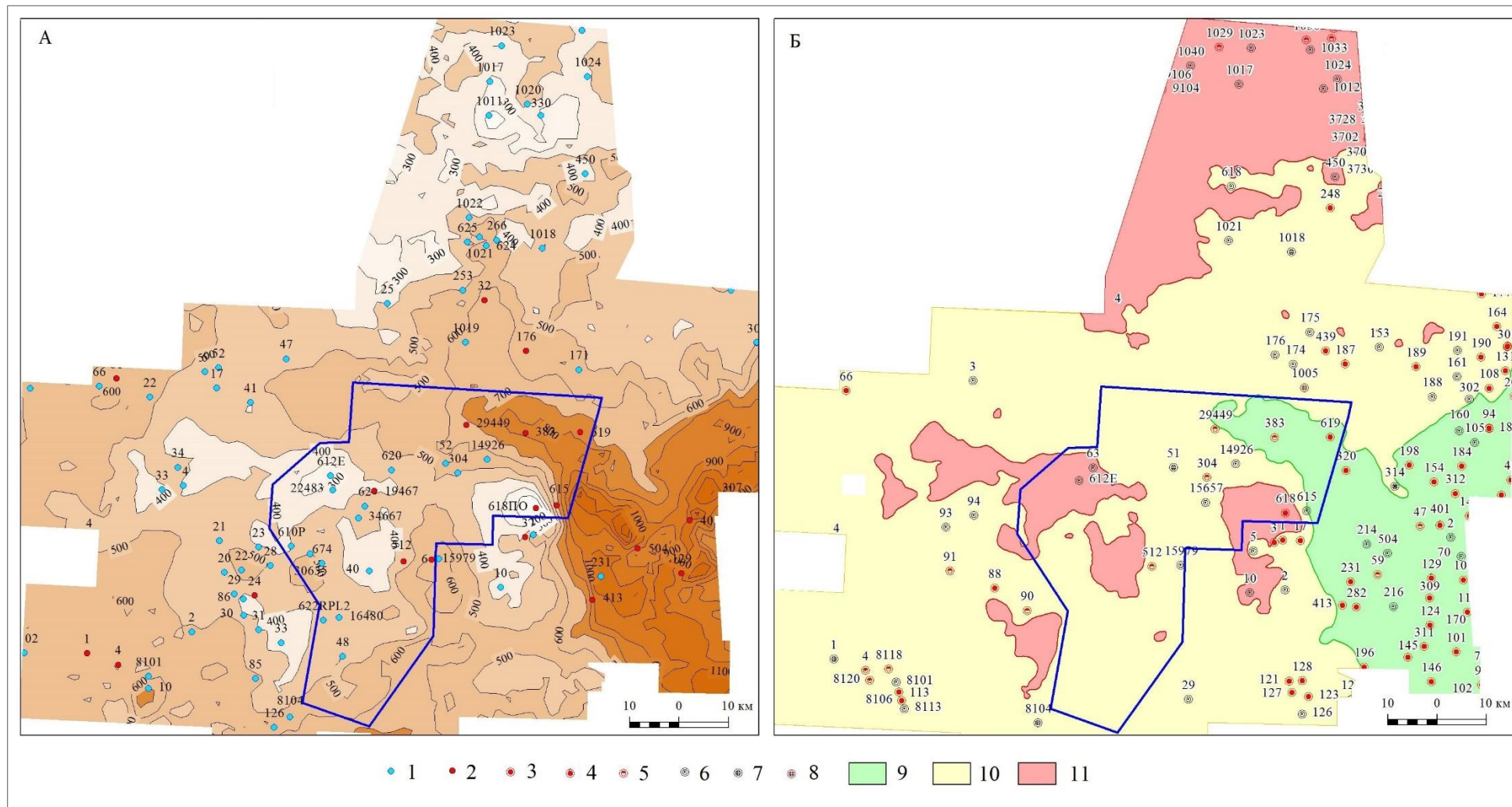


Рис. 4. Карта распределения параметра плотности содержания углеводородов (тыс. т/км²) (А) и схема рисков (Б)

1 - Сорг по ГИС; 2 - Сорг по пиролизу. Результаты испытаний баженовской свиты: 3 - промышленный приток нефти; 4 - промышленный приток нефти с газом; 5 - непромышленный приток нефти; 6 - нет притока; 7 - приток фильтрата бурового раствора; 8 - приток фильтрата бурового раствора с пленкой нефти; риск: 9 - 0,2; 10 - 0,39; 11 - 0,69. Синим цветом выделена граница Приобского южного ЛУ.

На основании сопоставления распределения параметра и выявленной нефтеносности выбраны граничные значения плотности содержания УВ: 400 и 700 тыс. т/км². Зона максимальных значений концентрации УВ (более 700 тыс. т/км²) протягивается с Приразломного участка в северо-восточную часть Приобского южного ЛУ, в скв. Приобская 619 приток нефти составил 4,92 м³/сут. В скважинах 383 и 29449 из пласта Ю₀ получены непромышленные притоки нефти после ГРП. Области с пониженной концентрацией УВ (менее 400 тыс. т/км²) выделяются на западе и востоке участка. На рис. 4Б показана схема рисков. Значения рисков определялись по выборке из 104 поисково-разведочных скважин, пробуренных на Приобском, Приразломном, Западно-Эргинском месторождениях и группе Шапшинских месторождений. Риск определялся как доля «сухих» скважин в выборке, попадающей в конкретную зону. Определение величины рисков демонстрирует табл. 1 и гистограмма на рис. 5. В зоне с риском 0,2 из 34 пробуренных приток не получен в 7 скважинах, т.е. в 20% выборки.

Таблица 1

Сопоставление результатов испытаний с плотностью содержания углеводородов

Плотность содержания УВ, тыс. т/км ²	Количество испытанных скважин					K _{риск}
	Всего	пром. прит.	непром. прит.	приток ФБР	«сухо»	
< 400	13	1	3		9	0,69
400-700	57	22	8	5	22	0,39
> 700	34	23	4		7	0,20
Итого	104	46	15	5	38	0,37

ФБР - фильтрат бурового раствора.

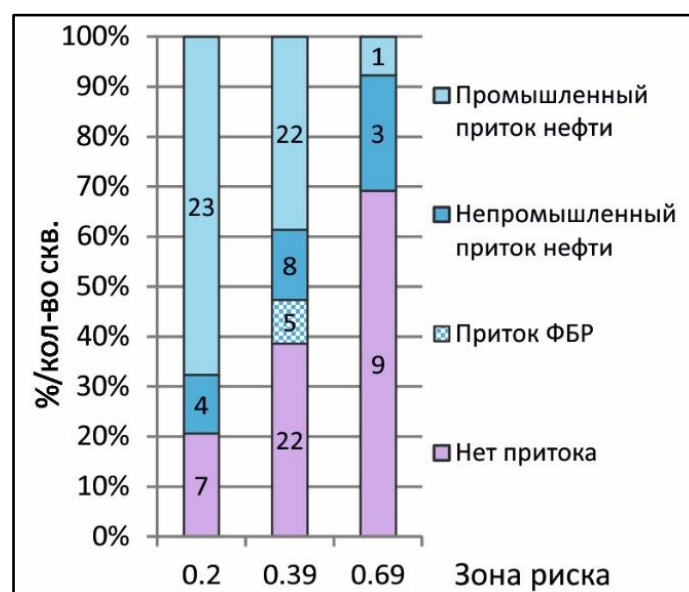


Рис. 5. Диаграмма распределения результатов испытаний по зонам с различной плотностью содержания углеводородов

На рис. 6А показана карта параметра, который авторы условно назвали «органической пористостью» баженовской свиты. Он рассчитан как объемное содержание преобразованного ОВ по формуле:

$$\varphi_{\text{ов}} \% \text{ об.} = 10^{-3} S_2 \frac{Tr}{1-Tr} \frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{ов}}} \quad (5),$$

где S_2 - остаточный генерационный потенциал, Tr - коэффициент трансформации ОВ, $\rho_{\text{п}}$ - объемная плотность породы, $\rho_{\text{ов}}$ - объемная плотность ОВ.

На основании сопоставления распределения параметра и выявленной нефтеносности выбраны граничные значения «органической пористости»: 5 и 9%. Значения рисков определялись по выборке из 104 поисково-разведочных скважин, пробуренных на Приобском, Приразломном, Западно-Эргинском месторождениях и группе Шапшинских месторождений. Риск задавался как доля «сухих» скважин в выборке, попадающей в определенную зону. Определение величины рисков демонстрирует табл. 2 и гистограмма на рис. 7. В зоне с риском 0,23 из 40 пробуренных приток отсутствует в 9 скважинах, то есть в 23% выборки.

Наложением друг на друга двух рассмотренных карт-схем рисков: концентрации жидких УВ в баженовской свите и «органической пористости» верхней толщи баженовской свиты на северо-востоке Приобского южного ЛУ выделены два перспективных участка - Высокоостровной 1 и Высокоостровной 2.

Для локализации перспективных участков в Верхнешапшинской зоне выбраны два параметра: трещиноватость (атрибут Discontinuity, рассчитанный по 3D-сейсмическим данным) и палеорельеф на время формирования пласта Ю₀.

На рис. 8А показаны срезы сейсмического атрибута Discontinuity по времени 2300 мс, соответствующему подошве баженовской свиты. Области интенсивного чёрного цвета характеризуют собой зоны повышенной трещиноватости горных пород, ассоциируемые с улучшенными коллекторскими свойствами пласта Ю₀. Основная зона интенсивной трещиноватости в районе Приобского южного ЛУ приурочена к Верхнешапшинскому поднятию. На рис. 8Б показана схема рисков. Значения рисков определялись по выборке из 71 поисково-разведочной скважины, пробуренной на Приобском, Приразломном месторождениях и группе Шапшинских месторождений. Риск определялся как доля «сухих» скважин в выборке, попадающей в определенную зону. Определение величины рисков демонстрирует табл. 3 и гистограмма на рис. 9. В зоне с риском 0,18 из 11 пробуренных приток не получен в двух скважинах, т.е. в 18% выборки.

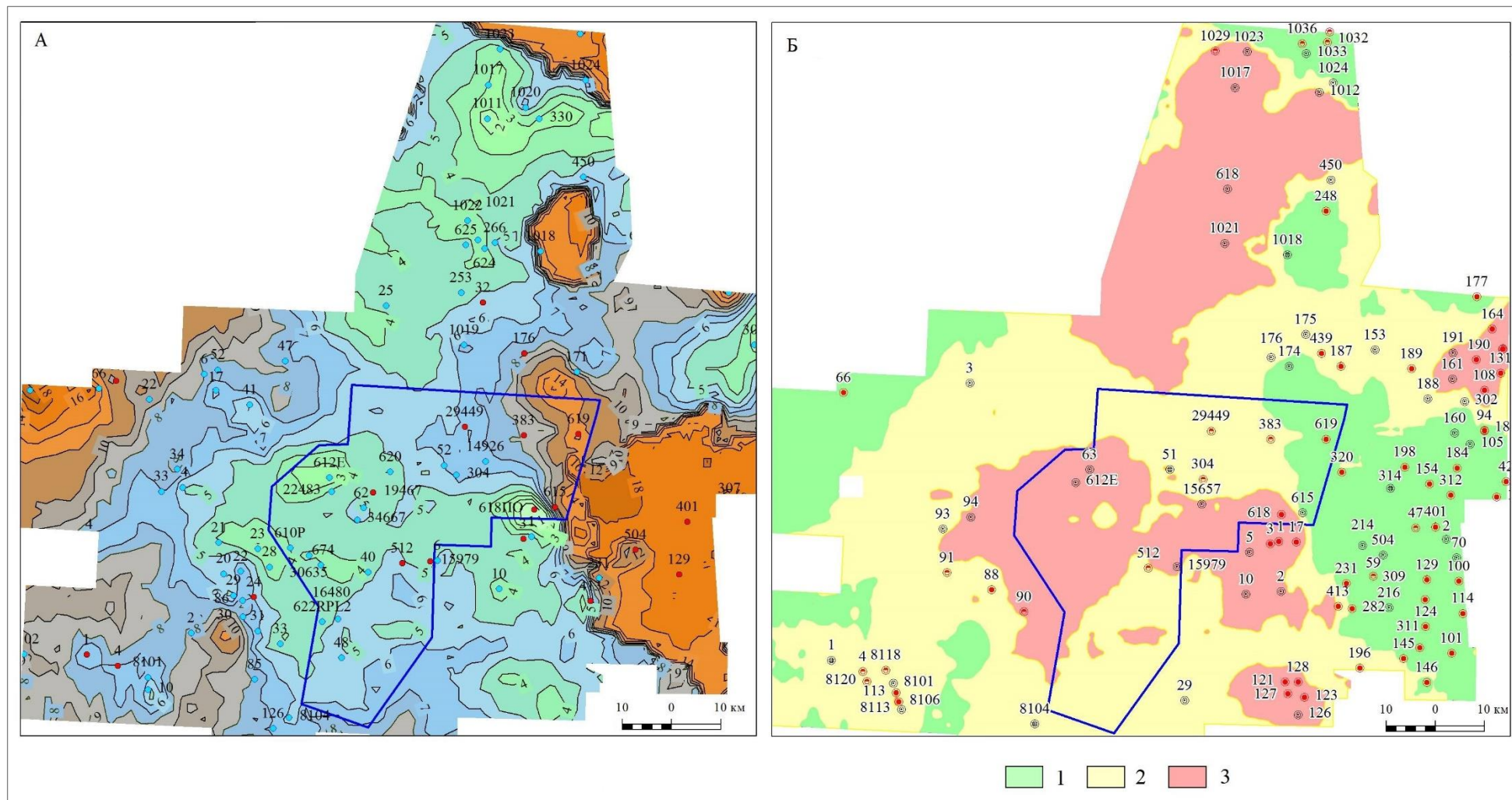


Рис. 6. Карта распределения параметра «органическая пористость», % (А) и схема рисков (Б)

Риск: 1 - 0,23; 2 - 0,42; 3 - 0,48.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 4.

Таблица 2

Сопоставление результатов испытаний с «органической пористостью»

«Органическая пористость», %	Количество испытанных скважин					K _{риск}
	Всего	пром. прит.	непром. прит.	приток ФБР	«сухо»	
< 5	33	15	2		16	0,48
5-9	31	7	8	3	13	0,42
> 9	40	24	5	2	9	0,23
Итого	104	46	15	5	38	0,37

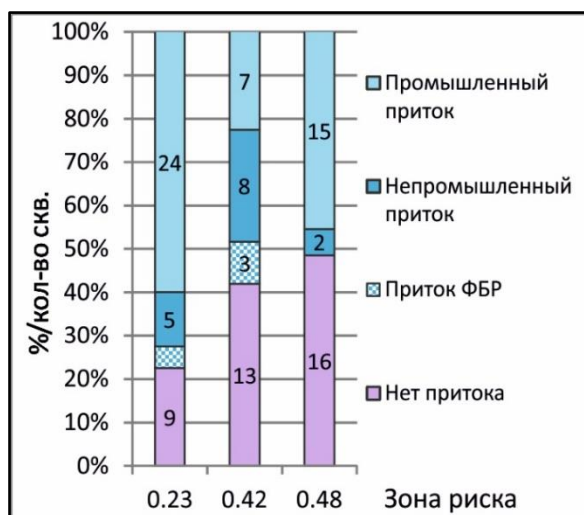


Рис. 7. Диаграмма распределения результатов испытаний по зонам с различной «органической пористостью»

На рис. 10 показана карта условного палеорельефа на начало формирования БС, построенная как карта толщин между структурными поверхностями по отражающим горизонтам А и Б₁ (подошва баженовской свиты). Изолиния палеорельефа -375 м охватывает все продуктивные скважины Верхнешапшинского поднятия - Верхнешапшинские 1, 3, 17 и Приобскую 618, что позволило оценить условия формирования баженовских отложений в зоне Верхнешапшинского палеоподнятия, как благоприятные для естественной продуктивности БС. Что касается неполучения притока в скв. Верхнешапшинская 5, это можно объяснить тем, что ожидание притока при опробовании здесь составило лишь 30 мин, скважина не доиспытана. Пересечением объединенного контура сильной и средней трещиноватости по атрибуту Discontinuity и изолинии палеорельефа -375 м выделен перспективный участок Верхнешапшинский 3 (рис. 11).

Оценка локализованных ресурсов нефти трех перспективных участков баженовской свиты в пределах Приобского южного ЛУ выполнена детерминированным и вероятностным способами по объемной формуле подсчета запасов.

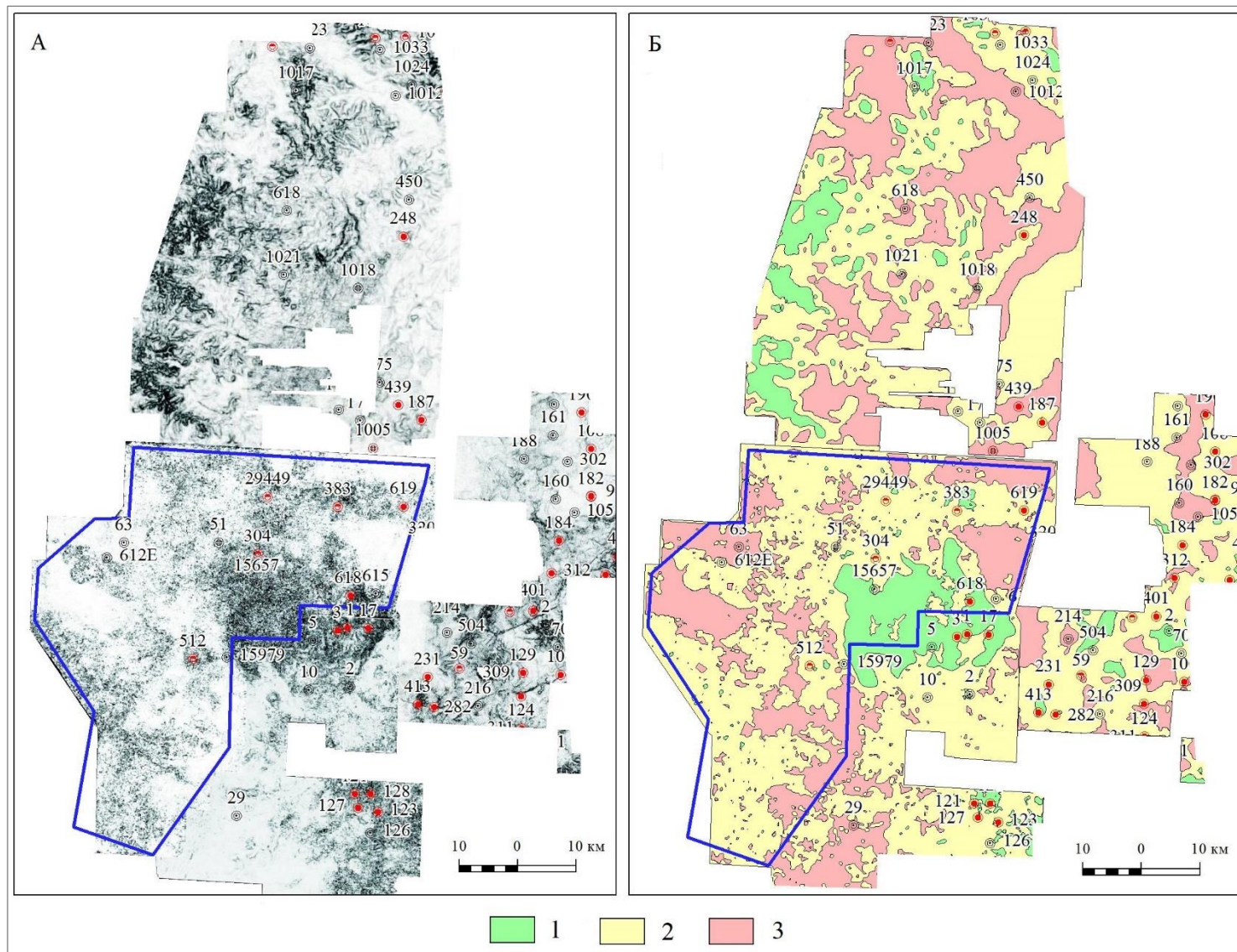


Рис. 8. Распределение трещиноватости пород баженовской свиты

А - горизонтальный срез атрибута Discontinuity, Б - схема рисков. Риск: 1 - 0,18; 2 - 0,45; 3 - 0,69.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 4.

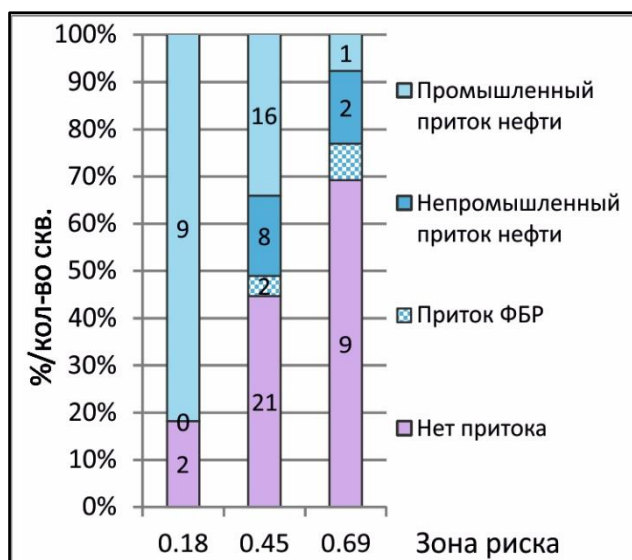


Рис. 9. Диаграмма распределения результатов испытаний по зонам с различной трещиноватостью

Таблица 3

Сопоставление результатов испытаний с трещиноватостью баженовской свиты

Трещиноватость	Количество испытанных скважин					K _{риск}
	Всего	пром. прит.	непром. прит.	приток ФБР	«сухо»	
Слабая	13	1	2	1	9	0,69
Средняя	47	16	8	2	21	0,45
Сильная	11	9			2	0,18
Итого	71	26	10	3	32	0,45

При детерминированном подходе используется набор исходных данных, наилучшим образом отображающий вероятностные характеристики неопределенных геологических параметров и позволяющий получить единственное возможное прогнозное значение, большей частью оптимистичное [Роуз, 2011].

Детерминированная оценка выделенных ресурсов осуществлена в двух вариантах. В первом варианте все параметры, входящие в формулу, взяты согласно их значениям по совокупности залежей баженовско-абалакского комплекса, открытых на исследуемой территории. При этом эффективная толщина на участках варьирует в пределах 6,9-14,6 м, эффективная пористость – 5,3-7,7%, коэффициент нефтенасыщенности – 0,92-0,95, плотность нефти – 0,817-0,847, пересчетный коэффициент – 0,725-0,784. Во втором варианте подсчета определенные в скважинах, находящихся на ЛУ, величины эффективных толщин и пористости приняты равными их значениям в пачке с индексом 7, приуроченной к баженовской свите и отождествляемой с потенциальным коллектором. Значения параметров находятся, соответственно, в диапазоне 13,6-15,7 м и 3,5-4,7%; плотность нефти и

пересчетный коэффициент взяты по аналогии с ближайшими залежами; коэффициенты нефтенасыщенности и извлечения нефти в соответствии с «Методическими рекомендациями по подсчету запасов нефти в отложениях баженовского горизонта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» равны 0,95 и 5% [Методические рекомендации..., 2021]. Площадь нефтеносности принималась равной площади выделенных участков. В результате геологические/извлекаемые ресурсы нефти баженовско-абалакского комплекса в целом по всем участкам по двум применяемым методам расчета оцениваются в 60-70/3-3,5 млн. т.

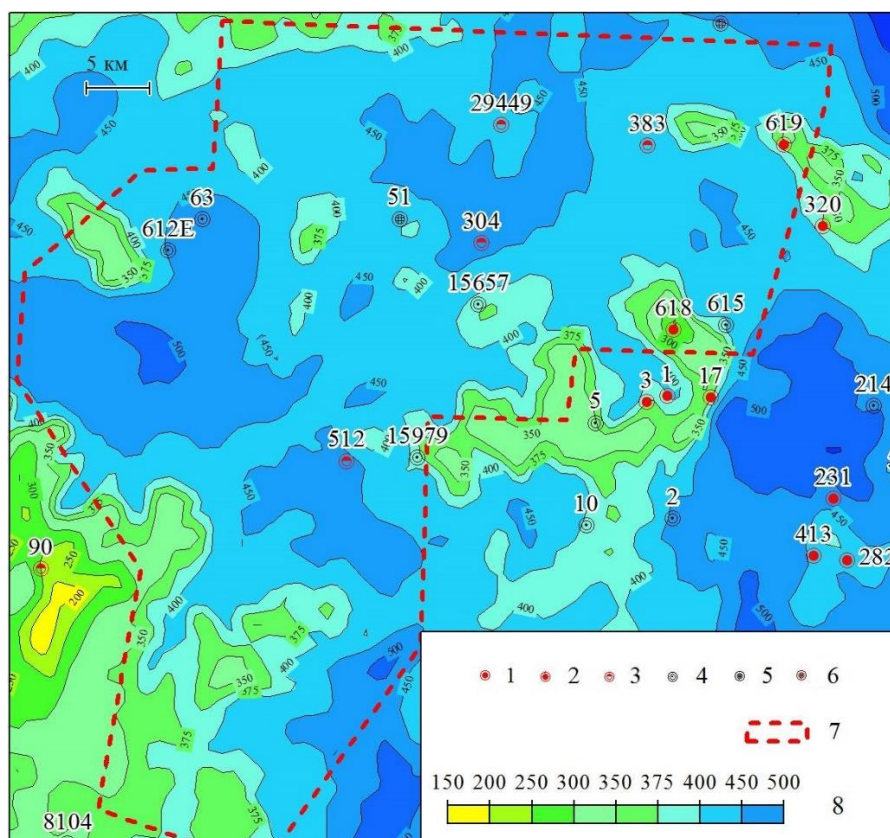


Рис. 10. Схема условного палеорельефа на начало формирования баженовской свиты

Результаты испытаний баженовской свиты: 1 - промышленный приток нефти; 2 - промышленный приток нефти с газом; 3 - непромышленный приток нефти; 4 - нет притока; 5 - приток ФБР; 6 - приток ФБР с пленкой нефти; 7 - граница Приобского южного ЛУ; 8 - толщина разреза между кровлей доюрских и подошвой баженовских отложений, м.

Вероятностный метод оценки используется для обоснования минимальных, средних и максимальных величин ресурсов и позволяет учесть влияние неопределенностей всех параметров, входящих в формулу их определения. Неопределенность параметра представляется в виде его граничных значений, наиболее вероятного значения и интервала возможных значений с приписанными им вероятностями, то есть в виде функций распределения вероятностей исследуемого параметра. Обычно интервал неопределенности задается вероятностями 90, 50 и 10%. Расчет вероятностной оценки ресурсов произведен в

программе Oracle Crystal Ball, в которой реализовано стохастическое моделирование методом Монте-Карло.

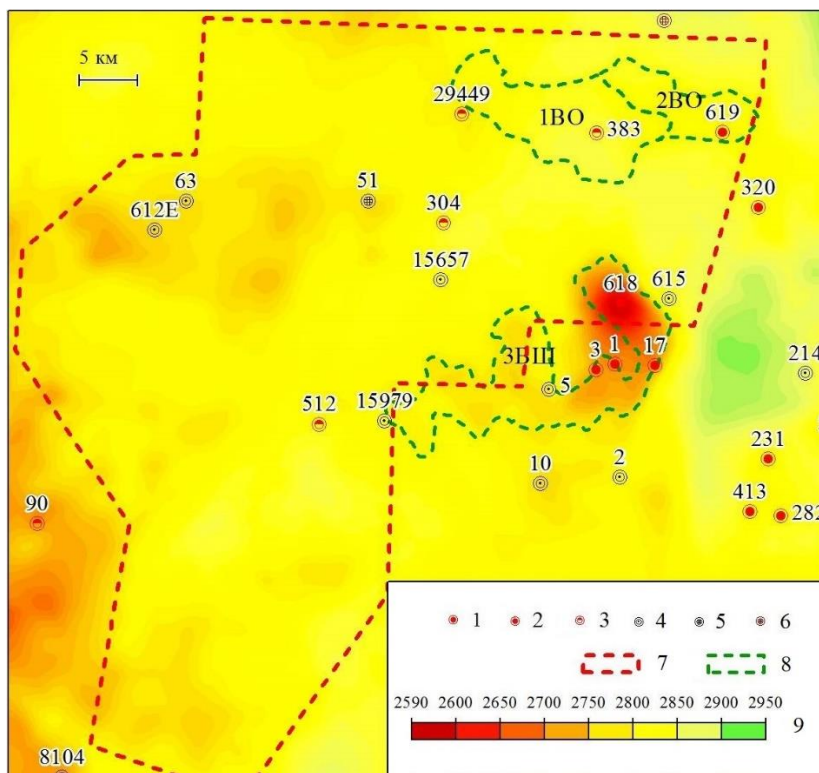


Рис. 11. Контуры перспективных участков на структурной карте по кровле баженовской свиты
Результаты испытаний баженовской свиты: 1 - промышленный приток нефти; 2 - промышленный приток нефти с газом; 3 - непромышленный приток нефти; 4 - нет притока; 5 - приток ФБР; 6 - приток ФБР с пленкой нефти; 7 - граница Приобского южного ЛУ; 8 - границы перспективных участков; 9 - изогипсы кровли баженовской свиты, м.

Для каждого выделенного перспективного участка задавались наиболее вероятные граничные значения параметров, а также тип их распределения. Продуктивная площадь, плотность нефти и пересчетный коэффициент определялись равномерным распределением, эффективная толщина и пористость описывались логнормальным распределением, нефтенасыщенность и коэффициент извлечения нефти задавались постоянными величинами. Для равномерного распределения использовались минимальные и максимальные значения параметра, для логнормального – вероятности минимального и максимального значения, принятые за 95 и 5%.

Минимальная площадь задавалась условным контуром в виде прямоугольника в окрестностях некоторой одиночной скважины с горизонтальным окончанием ствола длиной 1 км (6 км^2), максимальная - границами участка. Минимальные и максимальные значения плотности нефти и пересчетного коэффициента принимались согласно их значениям по совокупности залежей баженовской свиты, открытых на исследуемой территории. Моделирование распределения эффективной толщины выполнялось на основании двух карт:

суммарной толщины пачек с индексами 9, 7, 4 и 2, рассматриваемых как потенциальные коллекторы (максимальные значения), и суммарной толщины плотных прослоев баженовской свиты (минимальные значения). Моделирование распределения эффективной пористости происходило с использованием фактических ее значений по залежам баженовско-абалакского комплекса соседних месторождений с поправкой значений пористости по гелию в пачке 7.

В табл. 4 и 5 приводятся значения исходных параметров и результаты оценки ресурсов нефти баженовско-абалакского комплекса Приобского южного ЛУ с использованием вероятностного подхода. Согласно моделированию с вероятностью 80% истинные геологические / извлекаемые запасы нефти баженовско-абалакского комплекса предполагаемых залежей в сумме по всем участкам в пределах ЛУ находятся в доверительном интервале 7-75/0,4-4 млн. т и с 50% вероятностью будут не меньше 25/1,2 млн. т. В свою очередь, средние оценки ресурсов, вычисленные по методу Свансона, равны 34/1,8 млн. т.

Вероятностную оценку характеризует величина неопределенности, которая определяется как соотношение P10% к P90%. Чем меньше неопределенность в оценке параметров, тем меньше соотношение P10%/P90%. Величина P10%/P90% по участкам изменяется в диапазоне 8-14, что соответствует значению неопределенности на неоткрытых пластах на открытых месторождениях.

На рис. 12 приведено сравнение детерминированных и вероятностных оценок извлекаемых ресурсов нефти перспективных объектов. Как видно на графике, детерминированная оценка извлекаемых ресурсов нефти выделенных участков по первому и второму вариантам подсчета практически отражает максимальное их значение (P = 10% - оптимистичное).

Для ранжирования перспективных участков (см. табл. 5) использовались вероятностная оценка ресурсов в пределах Приобского южного ЛУ, величина неопределенности (соотношение величины ресурсов P10% к P90%) и вероятность геологического успеха P_g, рассчитанная по формуле (3).

Для всех трех участков вероятности наличия кондиционной нефтематеринской породы и сохранности скопления УВ принимаются равными единице (обоснование этой оценки приведено выше). На участках Высокоостровной 2 и Верхнешапшинский 3 получены промышленные притоки нефти (P_к = 1). Для участка Высокоостровной 1: в целом для «зеленой» зоны по плотности содержания УВ риск равен 0,2 (рис. 4Б), в целом для «желтой» зоны по «органической пористости» риск равен 0,42 (рис. 6Б), после проведения ГРП получен приток нефти 4,8 м³/сут, принимаем вероятность наличия коллектора P_к = 0,8.

Таблица 4

Вероятностная оценка геологических ресурсов нефти баженовско-абалакского комплекса Приобского южного лицензионного участка

Перспективный участок	Площадь (F), км ²		Эффективная толщина (h _{эф}), м		Эффективная пористость (m), %		Плотность нефти (ρ _н), г/см ³		Пересчетный коэффициент (b), доли		Оценка геологических ресурсов нефти, млн. т			
	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	mean	P90%	P50%	P10%
1	6,0	102,0	3,7	32,5	1,4	7,5	0,817	0,847	0,73	0,784	14	2	9	32
2	6,0	45,0	5,4	32,5	2,7	9	0,81	0,847	0,72	0,784	11	3	9	23
3	6,0	50,0	3,6	30,0	2,0	10	0,81	0,847	0,72	0,784	9	2	7	20
Итого											34	7	25	75

Таким образом, вероятность геологического успеха Pg оценена в 0,8, 1 и 1 для участков Высокоостровной 1, Высокоостровной 2 и Верхнешапшинский 3, соответственно.

Таблица 5

Ранжирование перспективных участков

Приоритет ГРР	Перспективный участок	Извлекаемые ресурсы, млн. т			Вероятность геологического успеха	Неопределенность (P10%/P90%)	Примечание
		P90%	Mean	P10%			
	Высокоостровной 1	0,112	0,690	1,565	0,8	14	
1	Высокоостровной 2	0,149	0,565	1,156	1	8	установлена промышленная продуктивность Ю ₀
	Верхнешапшинский 3	0,100	0,464	1,003	1	10	установлена промышленная продуктивность Ю ₀

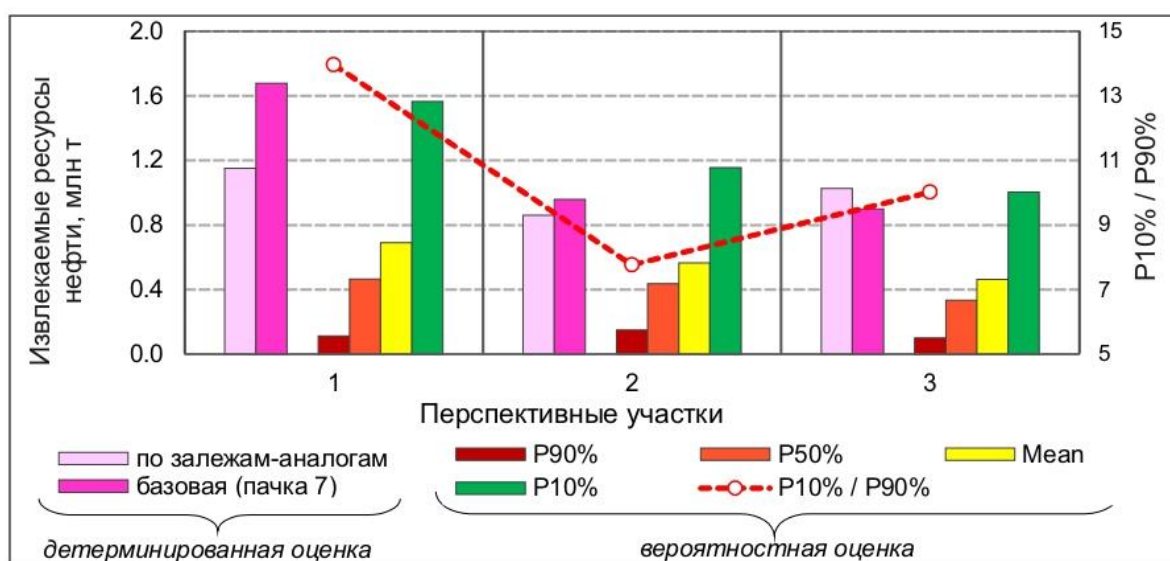


Рис. 12. Сравнение детерминированных и вероятностных оценок извлекаемых ресурсов нефти баженовско-абалакского комплекса Приобского южного лицензионного участка

Участок Высокоостровной 1 обладает большим объемом ресурсов по сравнению с двумя другими участками. При этом для него характерны большая величина неопределенности вероятностной оценки и более низкая вероятность геологического успеха. Участок Высокоостровной 2 выглядит несколько привлекательнее участка Верхнешапшинский 3 как по величине ресурсов, так и по величине неопределенности ресурсной оценки. Таким образом, в первую очередь для проведения геологоразведочных работ рекомендуется участок Высокоостровной 2.

Заключение

На основании сопоставления построенной цифровой модели углеводородной системы в границах полигона площадью более 2000 км² с выявленной продуктивностью баженовской свиты выполнен прогноз перспективности баженовско-абалакских отложений в границах Приобского южного ЛУ.

Установлено, что свойства нефтегазоматеринской породы и термический режим на рассматриваемой территории благоприятны для образования скоплений УВ. Рассчитанная двумя способами общая масса жидких углеводородов, содержащихся в баженовской свите в границах ЛУ, составила более 1 млрд. т.

Выделены две перспективные зоны - Высокоостровная и Верхнешапшинская. Для локализации перспективных участков выбраны следующие параметры: для Высокоостровной зоны – распределения содержания жидких УВ и «органической пористости» верхней толщи БС, для Верхнешапшинской зоны – распределение атрибута Discontinuity и палеорельеф на время формирования пласта Ю₀. Построены схемы рисков, рассчитанных как доля «сухих» скважин в выборке, попадающей в определенную зону.

Величина детерминированной оценки ресурсов нефти потенциально перспективных участков близка по значению к их оптимистичной вероятностной оценке: геологические / извлекаемые ресурсы – 71 / 3,5 и 75 / 4 млн. т.

Литература

Алексеев А.Д. Определение количества подвижной нефти лабораторными методами в поровом пространстве нетрадиционных коллекторов, приуроченных к зрелым нефтегазоматеринским свитам // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2022. - Т. 17. - № 3. - http://www.ngtp.ru/rub/2022/23_2022.html DOI: [10.17353/2070-5379/23_2022](https://doi.org/10.17353/2070-5379/23_2022)

Волков В.А., Олейник Е.В., Оксенойд Е.Е., Сидоров А.А. Строение и генерационный потенциал баженовской свиты на территории центральной части Западной Сибири // Геология и минеральные ресурсы Сибири. - 2016. - №3(27). - С. 79-98.

Лопатин Н.В., Емец Т.П. Пиролиз в нефтегазовой геохимии. - М.: Наука, 1987. - 144 с.

Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в отложениях баженовского горизонта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Официальный сайт Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых. - 2021. - https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/mr_po_pz_nefti_v_otl_bg_zsnp_na_sayt.pdf

Нестеров И.И., Шпильман В.И., Плавник Г.И., Судат Л.Г. Методика локального прогноза нефтегазоносности // Советская геология. - 1987. - №2. - С. 16-26.

Олейник Е.В., Оксенойд Е.Е. Литологические особенности баженовско-абалакских

отложений Фроловской мегавпадины (Западная Сибирь) // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: материалы Международной научно-практической конференции. - Казань: Издательство «Ихлас». 2015. - С. 238-242.

Роуз Питер Р. Анализ рисков и управление нефтегазописковыми проектами / Перевод с англ. под ред. В.И. Пороскуна; под общей ред. Н.А. Малышева. - Ижевск, 2011. - 304 с.

Способ поиска залежей углеводородов в нетрадиционных коллекторах баженовской свиты / ПАТЕНТ RU № 2015119737. Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 09.08.2016 г. Авторы А.А. Вашкевич (ОАО «Газпром нефть», Санкт-Петербург), К.В. Стрижнев, д. т. н. (ЗАО «ХМНС») Д.Е. Заграновская, В.В. Жуков (ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург). Патентообладатель ООО «Газпромнефть НТЦ» (RU).

Oksenoyd E.E., Popovskaya V.G., Sidorov A.A., Demichev P.S.

V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen, Russia, oksenoyd@cr.ru, popovskaya@cr.ru, darth@cr.ru, demichevps@yandex.ru

Khalilov S.A.

LLC «Gazpromneft-Khantos», Khanty-Mansiysk, Russia, halilovsalavat@icloud.com

ASSESSMENT OF OIL RESOURCES AND RANKING OF PROSPECTIVE AREAS OF THE BAZHENOV FORMATION RELATED GEOLOGICAL RISKS AND UNCERTAINTIES

In assessing the probability of geological success, a five-factor model proposed for a conventional oil system is generally used. As applied to the unconventional Bazhenov reservoir, the number of factors can be reduced to three. The main risks immanent to the unconventional hydrocarbon system of the Bazhenov Formation were considered for the southern part of the Priob field. To localize the perspective areas the parameters based on which the risk schemes were built were selected. The oil resources of the perspective objects of the Bazhenov-Abalak Formations were estimated by deterministic and probabilistic methods. The resulting deterministic estimate is close in value to the optimistic probabilistic estimate. Probabilistic estimation of resources and the amount of its uncertainty, as well as the probability of geological success were used to rank perspective zones.

Keywords: geological risk, hydrocarbon system, Bazhenov Formation, geological uncertainty, probabilistic assessment, ranking of promising area.

References

Alekseev A.D. *Opređenje kolichestva podvizhnoy nefti laboratornymi metodami v porovom prostranstve netraditsionnykh kollektorov, priurochennykh k zrelym neftegazomaterinskim svitam* [Evaluation of the mobile oil amount in the pores space of unconventional reservoirs associated with mature source rocks, by laboratory methods]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2022, vol. 17, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2022/23_2022.html DOI: [10.17353/2070-5379/23_2022](https://doi.org/10.17353/2070-5379/23_2022)

Lopatin N.V., Emets T.P. *Piroliz v neftegazovoy geokhimii* [Pyrolysis in petroleum geochemistry]. Moscow: Nauka, 1987, 144 p.

Metodicheskie rekomendatsii po podschetu zapasov nefti v otlozheniyakh bazhenovskogo gorizonta Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii [Methodological recommendations for the calculation of oil reserves in the Bazhenov Formation of West Siberian petroleum province]. *Ofitsial'nyy sayt FBU «GKZ»*, 2021. - https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/mr_po_pz_nefti_v_otl_bg_zsnp_na_sayt.pdf

Nesterov I.I., Shpil'man V.I., Plavnik G.I., Sudat L.G. *Metodika lokal'nogo prognoza neftegazonosnosti* [Methodology for local forecast of petroleum bearing areas]. *Sovetskaya geologiya*, 1987, no. 2, pp. 16-26.

Oleynik E.V., Oksenoyd E.E. *Litologicheskie osobennosti bazhenovsko-abalaksikh otlozheniy Frolovskoy megavpadiny (Zapadnaya Sibir')* [Lithological features of the Bazhenov-Abalak strata of the Frolov megadepression (Western Siberia)]. *Osobennosti razvedki i razrabotki mestorozhdeniy netraditsionnykh uglevodorodov: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii*. Kazan': Izdatel'stvo «Ikhlas», 2015, pp. 238-242.

Rouz Piter R. *Analiz riskov i upravlenie neftegazopoyiskovymi proektami* [Risk analysis and management of petroleum exploration projects]. Izhevsk, 2011, 304 p.

Sposob poiska zalezhey uglevodorodov v netraditsionnykh kollektorakh bazhenovskoy svity [A method for searching for hydrocarbon accumulations in unconventional reservoirs of the Bazhenov Formation]. PATENT RU № 2015119737. 09.08.2016. A.A. Vashkevich (Gazprom neft', St.-Petersburg), K.V. Strizhnev, (KhMNS) D.E. Zagránovskaya, V.V. Zhukov (Gazpromneft' NTTs, St.-Petersburg). «Gazpromneft' NTTs» (RU).

Volkov V.A., Oleynik E.V., Oksenoyd E.E., Sidorov A.A. *Stroenie i generatsionnyy potentsial bazhenovskoy svity na territorii tsentral'noy chasti Zapadnoy Sibiri* [Structure and generation potential of the Bazhenov Formation in the central part of Western Siberia]. *Geologiya i mineral'nye resursy Sibiri*, 2016, no. 3(27), pp. 79-98.

© Оксенойд Е.Е., Поповская В.Г., Сидоров А.А., Демичев П.С., Халилов С.А., 2023

